

Stellungnahme zum Gesetzentwurf „Entwurf eines Gesetzes für einen planbaren, kosteneffizienten, netzverträglichen und marktorientierten Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor“

Referentenentwurf

Ansprechpartner
Abteilungsleitung Public Affairs

Felix Wächter
T +49 6732 96 57- 1244
M +49 152 093 318 78
waechter@juwi.de

Judith Irmer
T +49 711 90 03 57 87
M +49 174 966 69 84
Judith.imer@juwi.de

Registrierte Interessenvertreter im Lobbyregister des Deutschen Bundestages
(Registernummer: R001496)

22. Juli 2026

Die JUWI-Gruppe zählt zu den führenden Spezialisten für erneuerbare Energien und bietet die komplette Projektentwicklung sowie weitere Dienstleistungen rund um Planung, Bau und Betriebsführung von Wind- und Solarenergieprojekten sowie Hybridsystemen mit Speichern für industrielle Anwendungen.

Das Unternehmen gehört zur Mannheimer MVV Energie AG, einem der größten kommunalen Energieversorger Deutschlands. Bislang hat JUWI im Windbereich weltweit mehr als 1.300 Windenergie-Anlagen mit einer Leistung von rund 3.000 Megawatt an rund 250 Standorten realisiert; im Solarsegment sind es rund 2.000 PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von mehr als 4.000 Megawatt. Für die Realisierung der Energieprojekte hat JUWI insgesamt ein Investitionsvolumen von mehr als zehn Milliarden Euro initiiert.

JUWI engagiert sich in zahlreichen Branchenverbänden, -initiativen und Vereinen auf Bundes- und Landesebene. Dabei bringen wir unsere praktische Erfahrung und Expertise aus mehr als 30 Jahren Energiewende in die politische Verbändearbeit ein und beteiligen uns mit eigenen Stellungnahmen und Positionspapieren am politischen Willensbildungsprozess. In unserer Arbeit pflegen wir einen verantwortungsvollen und transparenten Umgang mit Akteuren auf EU-, Bundes- und Landesebene. Im Lobbyregister des Deutschen Bundestags ist JUWI mit der Registernummer R001496 gelistet.

JUWI GmbH
Energie-Allee 1
55286 Wörrstadt

T +49 6732 96 57-0
F +49 6732 96 57-7001

info@juwi.de
www.juwi.de

Geschäftsführer:
Jost Backhaus (Vorsitz)
Christian Arnold
Stephan Hansen

Aufsichtsratsvorsitzender:
Dr. Hansjörg Roll

Sehr geehrte Damen und Herren,

die wirtschaftlichen Interessen der JUWI-Gruppe als deutschlandweit tätiger Projektentwickler für Wind- und Solarenergieanlagen mit Stromspeichern im Kraftwerksmaßstab werden vom vorliegenden Gesetzentwurf berührt. Daher finden Sie untenstehend unsere Stellungnahme zum Gesetzentwurf „Entwurf eines Gesetzes für einen planbaren, kosteneffizienten, netzverträglichen und marktorientierten Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor“ (EEG 2027).

Die JUWI GmbH begrüßt, dass das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie mit dem Entwurf zur EEG-Novelle 2027 stabile Ausbaupfade für die Wind- und Solarenergie vorgibt, die notwendigen europarechtlichen Anpassungen des Förderrahmens für erneuerbare Energien (EE) nah am bewährten Marktprämienmodell adressiert und die stärkere Integration der erneuerbaren Energien in Markt und System vorantreibt. Entscheidend ist jedoch, dass die Regelungen verlässliche Investitionsbedingungen sichern, europarechtskonform, bürokratiearm und praxistauglich ausgestaltet sind.

Als dringend notwendig erachten wir, dass die aktuell parallellaufenden Regulierungsinitiativen (Netzpaket, AgNes) konsequent, friktionsfrei und sauber aufeinander abgestimmt werden. So hat der von der Bundesnetzagentur (BNetzA) geführte Prozess zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik (AgNes) erheblichen Einfluss auf die zukünftige Wirtschaftlichkeit von Wind- und Solarenergieanlagen. Ebenso werden die Regelungen des „Netzpakets“ den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien maßgeblich prägen, weshalb eine stringente und koordinierte Ausgestaltung unerlässlich ist. Ein Abreißen des EE-Zubaus gilt es zu verhindern.

Der Fokus dieser Stellungnahme liegt auf jenen Regelungsvorhaben, die die unternehmerische Tätigkeit der JUWI GmbH übergeordnet oder konkret tangieren. Nach einer grundsätzlichen Einschätzung folgt eine spezifische Betrachtung der jeweiligen Regelungsinhalte.

Einer Veröffentlichung und Verbreitung unserer Stellungnahme im Internet oder in gedruckter Form stimmen wir zu. Die JUWI GmbH ist im Lobbyregister des Deutschen Bundestages unter der Nummer R001496 registriert.

Inhaltsverzeichnis

1. Das Wichtigste in Kürze	3
2. Grundsätzliche Aspekte.....	4
3. Spezifische Aspekte	5
Ausbaupfade und Ausschreibungsvolumina bei Wind onshore und PV-	
Freifläche.....	5
<i>Anpassung des Ausschreibungspfades für Windenergie an Land (§ 28 EEG).....</i>	<i>5</i>
<i>Änderungen beim Referenzertragsmodell (36h).....</i>	<i>6</i>
<i>Ausweitung der Duldungspflichten auf private Flächen (§§ 11a, 11b EEG).....</i>	<i>7</i>
<i>Änderungen des Ausschreibungsvolumens für Solaranlagen des ersten Segments (§ 28a EEG).....</i>	<i>8</i>
Künftiger Investitionsrahmen für Erneuerbare Energien.....	9
<i>Einführung eines CfD-Förderrahmens (§ 20a).....</i>	<i>9</i>
<i>Ausstieg aus der Förderung und Abschöpfung (§20b)</i>	<i>9</i>
<i>Evaluierung bis 31.7.2029 (§ 99a EEG).....</i>	<i>10</i>
Begrenzung von Entgelten zur Nutzung von Grundstücken zur Errichtung	
und zum Betrieb von Windenergieanlagen an Land (§ 36d)	10
Vorschlag zur Entbürokratisierung der Ausschreibungsrunden	12
Änderungen zur finanziellen Beteiligung der Kommunen (§ 6 EEG)	12
Änderungen in technischen Anforderungen (BNK)	14
Vorschläge zur Anreizung von Geschäftsmodelle zu netzdienlicher	
Nutzung von EE-Strom vor dem Netzverknüpfungspunkt.....	15

1. Das Wichtigste in Kürze

Wir begrüßen

- Das Bekenntnis zum Ausbau erneuerbarer Energien und des 80%-Ziels bis 2030
- Das Verstetigen der technologiespezifischen Ausschreibungsvolumina bis 2032
- Die Umsetzung des neuen Förderrahmens für erneuerbare Energien nahe am Marktprämienmodell
- Den verstärkten Fokus auf der kostengünstigen PV-Freifläche
- Das Anheben der Ausschreibungsvolumen für PV-Freifläche auf 14 GW p.a.
- Die zusätzlichen 12 GW für Wind an Land aus dem Klimaschutzprogramm 2026

Wir kritisieren

- Das Streichen der Strommengenpfade
- Die Änderung des Referenzertragsmodells, weil sie das Ziel einer ausgewogenen regionalen Verteilung des Windenergieausbaus gefährdet
- Die Einführung einer Pachtpreisbegrenzung, weil diese ein marktlich bereits adressiertes Problem mit erheblicher Bürokratie, Rechtsunsicherheit und neuen Umgehungsanreizen adressiert.
- Das Fehlen von Maßnahmen zum PPA-Markthochlauf
- Das Fehlen von Maßnahmen zur Ermöglichung von netzdienlichen Geschäftsmodellen vor dem Netzverknüpfungspunkt
- die Anhebung der Beteiligungshöhe auf 0,3 ct/kWh bei unveränderter Erstattungsfähigkeit

Wir regen an

- Die Addition der NZIA-Ausschreibungsmengen für Wind an Land und PV-Freifläche auf die jeweiligen regulären Ausschreibungsvolumina
- Die Einführung eines Marktwertkorridors im neuen Investitionsrahmen für EE zum Ausgleich der steigenden Kosten und Risiken
- Bürokratieabbau bei Ausschreibungsverfahren der BNetzA
- Die Erweiterung der Duldungspflicht auf privaten Flächen
- Eine bundeseinheitliche, praxistaugliche Regelung zur kommunalen Beteiligung
- Eine Anpassung der Regelungen zur bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung (BNK)

2. Grundsätzliche Aspekte

Das EEG sichert seit über 25 Jahren verlässliche Finanzierungs-, Investitions- und Planungsbedingungen. Gerade in einem von geopolitischen Risiken und volatilen Energiemärkten geprägten Umfeld sind diese stabilen Rahmenbedingungen entscheidend, um Projekte zu realisieren, Kosten zu senken, Versorgungssicherheit zu gewährleisten und um den Umbau der deutschen Energieerzeugungslandschaft bis zur Klimaneutralität im Jahr 2045 zu vollenden.

Mit rund 60 Prozent Anteil tragen erneuerbare Energien bereits heute das Stromsystem – und können bei entsprechend ausgestalteten und verlässlichen Rahmenbedingungen noch deutlich mehr Verantwortung übernehmen. Die JUWI GmbH ist hierfür bereit. Für die Markt- und Systemintegration der EE setzt der Entwurf wichtige Akzente, bleibt aber gerade in Hinblick auf die Möglichkeiten der Direktbelieferung der Industrie mit erneuerbarem Strom und dem Ermöglichen von Geschäftsmodellen vor dem Netzverknüpfungspunkt deutlich hinter seinen Gestaltungsmöglichkeiten zurück.

Gerade langfristige Stromlieferverträge (Power Purchase Agreements, PPAs) spielen eine Schlüsselrolle, um den Ausbau erneuerbarer Energien marktgetrieben voranzubringen und die Industrie langfristig mit wettbewerbsfähigem, grünem Strom zu versorgen. Daher wäre mehr Flexibilität im Rahmen des CfD wichtig, um dieses Marktsegment anzureizen und um die volkswirtschaftlichen Kosten der Energiewende zu senken.

Zugleich muss die EEG-Novelle konsequent an den Grundsätzen der Praxistauglichkeit, Investitionssicherheit und Bürokratiearmut ausgerichtet werden. Neue Regelungen dürfen den Ausbau erneuerbarer Energien nicht durch zusätzliche Rechtsunsicherheit, aufwendige Nachweispflichten oder schwer kontrollierbare Vorgaben erschweren. Dies gilt insbesondere dort, wo bestehende Marktmechanismen bereits wirken, wie beim Thema Pachten.

Darüber hinaus bleibt eine ausgewogene regionale Verteilung des Windenergieausbaus zentral für Versorgungssicherheit, Netzverträglichkeit und Kosteneffizienz. Regelungen, die windschwächere, aber ausbaurelevante Binnenlandstandorte zusätzlich benachteiligen, laufen diesem Ziel zuwider. Das EEG sollte daher Anreize für einen regional ausgewogenen Ausbau setzen und tatsächliche Standortbedingungen sachgerecht abbilden.

Die Verstetigung beziehungsweise Anhebung der Ausschreibungsvolumina der zentralen Ausbautechnologien Wind- und Solarenergie ist wichtig für die Plan- und Umsetzbarkeit vorhandener Projektpipelines. Der Wegfall des Strommengenpfads und die Streichung des grünen Wasserstoffs schwächen hingegen die strategische Ausrichtung des EEG. Der Strommengenpfad war ein wichtiger Maßstab für die tatsächliche erneuerbare Stromerzeugung; die Streichung grüner Wasserstoffregelungen nimmt dem EEG einen Baustein für Speicherefähigkeit, Sektorenkopplung und ein flexibles erneuerbares Stromsystem.

Nachfolgend nimmt die JUWI GmbH zu zentralen Regelungsbereichen wie folgt Stellung:

3. Spezifische Aspekte

Ausbaupfade und Ausschreibungsvolumina bei Wind onshore und PV-Freifläche

JUWI begrüßt, dass der Referentenentwurf an den Zielen des EEG von 80% Strom aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis 2030 festhält, den Ausbaupfad fortführt und die daraus abgeleiteten Ausschreibungsmengen bis 2032 verstetigt.

Kritisch zu bewerten ist, dass die bisherige Berechtigung der Bundesnetzagentur nach § 28 Absatz 3a EEG 2023, das Ausschreibungsvolumen flexibel, um bis zu 30 Prozent zu erhöhen oder zu reduzieren, vollständig gestrichen wurde. Diese Regelung hatte es ermöglicht, auf Marktentwicklungen dynamisch zu reagieren und so Über- oder Unterzeichnungen besser ausgleichen zu können. Ihr Wegfall reduziert somit die Anpassungsfähigkeit des Systems und kann zu Ineffizienzen führen.

Ebenfalls kritisch ist der Entfall des Fortschrittsberichts für Windenergie an Land zu sehen. Gerade diese Technologie ist durch lange Planungs- und Genehmigungsphasen gekennzeichnet. Der regelmäßige Bericht hatte eine wichtige Monitoring- und Steuerungsfunktion. Ohne dieses Instrument besteht die Gefahr, dass politische Aufmerksamkeit und steuernde Eingriffe bei Zielverfehlungen zu spät erfolgen.

Anpassung des Ausschreibungspfades für Windenergie an Land (§ 28 EEG)

Die JUWI GmbH begrüßt die Fortsetzung des Ausbaus der Windenergie an Land durch ausreichend hohe Ausschreibungsvolumina, plädiert aber dafür, die regulären Ausschreibungstermine (1. Februar, 1. Mai, 1. August, 1. November) beizubehalten und die Volumina der Resilienzausschreibung gleichmäßig und additiv in einem eigenen Kontingent über das Kalenderjahr zu verteilen, um NZIA-Projekte auch unterjährig weiterführen zu können. Gerade mit Blick auf die langen Planungs- und Projektentwicklungszeiträume ließe sich hier Zeit einsparen.

Gerade weil die Planungs- und Projektentwicklungszeiträume mehrere Jahre umfassen, regen wir an, die Ausschreibungsmengen bereits heute für die Jahre nach 2032 festzulegen. Zudem sollten nicht bezuschlagte Mengen über mehrere Jahre hinweg genutzt werden können – einschließlich der in den Jahren 2022 und 2023 nicht ausgeschöpften Volumina. Um Projektentwicklungsunternehmen ausreichend zeitlichen Vorlauf für die Teilnahme an den Resilienzausschreibungen zu geben, sollte im Gesetz ein Datum aufgenommen werden, bis wann die Umsetzung der entsprechenden Verordnung veröffentlicht sein muss.

Vor dem Hintergrund der hohen Genehmigungszahlen begrüßen wir zudem, dass die zusätzlichen 12 GW für Windenergie an Land aus dem Klimaschutzgesetz auf die Jahre 2027, 2028 und 2029 verteilt wurden, um eine zeitnahe Realisierung weiterer Anlagen zu ermöglichen. Nur so ist es möglich, dass diese Mengen auch tatsächlich auf die avisierte Wirksamkeit im Jahr 2030 gemäß Klimaschutzgesetz einzahlen.

Der Entwurf sieht für 2027 einen Höchstwert von 7,1 ct/kWh vor, der über den jüngsten Zuschlagswerten liegt. Gleichzeitig steigen zentrale Kosten (Anlagen, Netzanschluss, Zinsen), ergänzt durch neue Belastungen wie Landesregelungen, Baukostenzuschüsse und Redispatch-Risiken. Der starke Angebotsüberhang verzerrt zudem den Wettbewerb, sodass viele genehmigte Projekte wirtschaftlich nicht umsetzbar sind. Daher plädieren wir dafür den Höchstwert durch Festlegung der Bundesnetzagentur auf Basis von Kostenstudien festzulegen.

Änderungen beim Referenzertragsmodell (36h)

Die vorgeschlagene Änderung des Referenzertragsmodells bewerten wir kritisch. Zwar ist das Ziel nachvollziehbar, eine übermäßige Verdichtung an besonders windhöffigen Standorten zu vermeiden und ineffiziente Verschattungseffekte nicht länger über das Referenzertragsmodell zu kompensieren. Die vorgesehene Ausgestaltung überzeugt jedoch weder systematisch noch in ihrer praktischen Wirkung.

Besonders problematisch ist die pauschale regionale Zuordnung einzelner Gebiete, da sie die tatsächlichen Standortbedingungen nur unzureichend abbildet. Dies zeigt sich etwa in Niedersachsen: Landkreise wie Nienburg und Diepholz würden der Küstenregion zugeordnet, obwohl sie nach den realen Windverhältnissen nicht mit klassischen Küstenstandorten vergleichbar sind. Die vorgesehene Begrenzung der Kompensation bereits ab 70 Prozent Standortgüte und ab 2029 ab 80 Prozent Standortgüte kann dort zahlreiche Projekte wirtschaftlich erheblich belasten und ihre Wettbewerbsfähigkeit in den Ausschreibungen gefährden. Die Regelung droht damit wirtschaftlich sinnvolle und für den Ausbau relevante Projekte in windschwächeren Binnenlandstandorten zu erschweren. Eine solche Fehlsteuerung sollte vermieden werden.

Zudem ist fraglich, ob das angestrebte Ziel tatsächlich erreicht wird. Eine geringere Verdichtung in den nördlichen Regionen lässt sich durch die vorgesehene Begrenzung der Korrekturfaktoren nur eingeschränkt steuern. Standorte, die auch nach einer Verdichtung weiterhin oberhalb der maßgeblichen Schwellenwerte liegen, etwa über 80 Prozent Standortgüte in der Küstenregion oder über 70 Prozent in der Region Mitte-Nord, bleiben von der Begrenzung faktisch unberührt. Gerade an sehr windhöffigen Standorten kann eine dichte Bebauung daher weiterhin wirtschaftlich attraktiv sein. Die Regelung adressiert das Problem somit nur teilweise.

Kritisch ist ferner, dass eine Deckelung bereits ab einem Gütefaktor von 70 Prozent für die Region Mitte-Nord zu niedrig erscheint. Dadurch können auch grundsätzlich geeignete, aber weniger windhöffige Standorte wirtschaftlich benachteiligt werden. Zudem muss sichergestellt werden, dass die Region "Mitte-Nord" keine Wald- und Mittelgebirgsstandorte umfasst, deren Standortqualitäten typischerweise deutlich unterhalb der vorgesehenen Schwellenwerte liegen. Eine solche Regelung steht dem Ziel eines regional ausgewogenen Windenergieausbaus entgegen und kann zu einer weiteren Konzentration des Ausbaus auf besonders ertragreiche Standorte führen. Zudem stellt sich die Frage, wie eine solche Konzentration mit der Flächenbereitstellung der Bundesländer und dem Ziel einer breiten regionalen Verteilung des Windenergieausbaus vereinbar ist.

Hinzu kommt, dass Standorte nahe der jeweiligen Untergrenzen der Kompensationsregelung zusätzlichen Finanzierungsrisiken ausgesetzt sein können. Bei der Überprüfung der Standortgüte nach fünf Jahren kann eine Verschlechterung der Standortgüte unterhalb der jeweiligen regionalen Schwelle nicht mehr durch höhere Korrekturfaktoren kompensiert werden. Banken dürften dieses Risiko bei der Projektfinanzierung berücksichtigen und für entsprechende Projekte höhere Eigenkapitalanforderungen oder Risikoaufschläge verlangen. Projekte mit Standortgüten nahe der Grenzwerte der jeweiligen Gebietszuteilung würden dadurch zusätzlich verteuert und schwieriger realisierbar. Vor diesem Hintergrund sollten die regionalen Schwellenwerte mit ausreichendem Puffer ausgestaltet werden, um unnötige Finanzierungsrisiken und Projektverteuerungen zu vermeiden.

Positiv ist zu bewerten, dass der maximale Korrekturfaktor für Standorte in der neuen Südregion mit einem Gütefaktor von 50 Prozent auf 1,65 angehoben werden soll. Dies kann Projekte in der Südregion stärken und zu einem faireren Wettbewerbsumfeld beitragen. Gleichwohl kompensiert dieser positive Effekt nicht die mit der vorgeschlagenen Regelung verbundenen Risiken für andere windschwächere, aber ausbaurelevante Standorte.

Insgesamt droht die vorgeschlagene Regelung, neue regionale Ungleichgewichte zu schaffen, ohne das Ziel einer effizienteren Standortnutzung konsequent zu erreichen. Die Begrenzung der Korrekturfaktoren wird eine Verdichtung an sehr guten Standorten nicht zuverlässig verhindern, kann aber zugleich wirtschaftlich sinnvolle Projekte an weniger windhöffigen Standorten erschweren. Die Regelung sollte daher in der vorliegenden Form nicht umgesetzt werden. Erforderlich sind insbesondere eine Überprüfung der regionalen Gebietszuschnitte, ausreichende Puffer bei den Schwellenwerten sowie eine sachgerechte Berücksichtigung tatsächlicher Standortbedingungen.

[Ausweitung der Duldungspflichten auf private Flächen \(§§ 11a, 11b EEG\)](#)

Das Recht zur Verlegung von Netzanschlusskabeln bis zum Netzverknüpfungspunkt für Erneuerbare-Energien-Anlagen sowie die Rechte zur Überfahrt und Überschwenkung während Errichtung und Rückbau gemäß §§ 11a, 11b EEG sollten – wie bereits im Regierungsentwurf des „Solarpakets I“ vorgesehen – konsequent auch auf private Flächen ausgeweitet werden.

Gerade beim Transport großdimensionierter Komponenten, insbesondere von Rotorblättern, ist ein temporäres Überschwenken privater Grundstücke praktisch unvermeidbar, zugleich jedoch mit einer nur sehr geringen Eingriffsintensität verbunden. Vergleichbare Duldungspflichten bestehen im Bereich des Stromnetzausbaus (§ 12 Niederspannungsanschlussverordnung – NAV) sowie beim Breitbandausbau (§ 134 Telekommunikationsgesetz – TKG) und haben sich seit Jahren als rechtssicher und praktikabel bewährt.

Die Ausweitung dieser Regelungen auf private Flächen schafft daher eine notwendige rechtliche Klarstellung, reduziert Umsetzungshemmnisse in der Projektpraxis und ermöglicht eine deutlich effizientere sowie beschleunigte Anbindung von Erneuerbaren-Energien-Anlagen. Dies ist eine wesentliche Voraussetzung, um ihren Beitrag zur Versorgungssicherheit und zur Energiewende insgesamt zu stärken.

Änderungen des Ausschreibungsvolumens für Solaranlagen des ersten Segments (§ 28a EEG)

Mit der Neufassung von § 28a Absatz 1 und 2 EEG 2027 wird der Ausschreibungspfad für Solaranlagen im ersten Segment nicht nur über 2028 hinaus verlängert, sondern als zentrales Steuerungsinstrument des Ausbaus verbindlich verankert. Die Festlegung einer konstant hohen jährlichen Ausschreibungsmenge von jeweils 14.000 MW für die Jahre 2027 bis 2032 setzt dabei ein positives Signal für das kostengünstigste PV-Segment: Der Photovoltaik-Ausbau wird hier planbar beschleunigt und auf ein ambitionierteres Niveau gehoben. Das begrüßen wir ausdrücklich. Ebenso die Aufhebung der im Solarpaket I eingeführten hälftigen Aufteilung des Zubaus auf das erste und zweite Segment.

Darüber hinaus werden sowohl unterzeichnete Mengen aus Resilienzausschreibungen als auch nicht bezuschlagte Gebotsmengen aus dem zweiten Segment im Folgejahr den Ausschreibungsmengen des ersten Segments zugerechnet. Zugleich bestimmt § 28a Absatz 3 Nummer 2 Buchstabe c) EEG 2027, dass die im Rahmen von Resilienzausschreibungen ausgeschriebenen Mengen im jeweiligen Jahr auf die regulären Ausschreibungsmengen des ersten Segments angerechnet und entsprechend in Abzug gebracht werden. Nicht realisierte oder entwertete Mengen werden dem regulären Ausschreibungsvolumen im darauffolgenden Jahr wieder vollständig zugeführt. Wir möchten zu bedenken geben, dass die Verrechnung der Korrekturmengen nur noch auf die zwei folgenden Runden angelegt ist, obwohl bei PV kein Ausschreibungstermin durch die Resilienzausschreibung gestrichen wird. Dadurch kommt es zu Mengenschwankungen zwischen den Runden, da die März-Runde nicht Teil der Verrechnung ist. Wie auch bei den Ausschreibungsvolumina im Bereich Wind an Land sollte das Volumen aus der Resilienzausschreibung zur jährlichen Ausschreibungsmenge des ersten Segments addiert werden.

§ 37b EEG sieht den Höchstwert für Solaranlagen des ersten Segments weiterhin bei 5,9 ct je kWh. Das ist nah an den aktuellen Zuschlagswerten. Bei leicht steigenden Kosten bzw. durch die erhöhten Mengen kann diese Begrenzung zu Unterzeichnungen in den Ausschreibungsrunden führen, weil gegebenenfalls nicht ausreichend günstige Projektvolumina vorhanden sind. Auch vor dem Hintergrund der ab 2027 einzupreisenden Kapazitätspreise (Ag-Nes), die bei Freiflächen-PV Anlagen besonders stark wirken, ist diese Obergrenze kritisch zu sehen. Im Sinne einer sinnvollen Auktionsgestaltung wäre hier eine Anhebung erstrebenswert.

Künftiger Investitionsrahmen für Erneuerbare Energien

Wir begrüßen die geplante Umsetzung der europarechtlichen Vorgaben zum Abschöpfungsmechanismus, möchten aber an eine zeitnahe Umsetzung appellieren. Es gilt unbedingt zu vermeiden, dass zum Jahresbeginn 2027 keine beihilferechtlich genehmigte Regelung vorliegt.

Einführung eines CfD-Förderrahmens (§ 20a)

Positiv hervorzuheben ist die erkennbare Anlehnung der geplanten Ausgestaltung an das bewährte System der Marktpremie. Allerdings wurde ein in früheren Entwurfsständen vorgesehener Korridor, oberhalb dessen eine Abschöpfung greifen sollte, nicht mehr weiterverfolgt. Dabei hätte Letzterer gegenüber einem mit Strike Price ausgestatteten CfD den Vorteil, Betreiber von EE- Anlagen keinem übermäßigen Inflations- und Preisrisiko auszusetzen. Insbesondere Betriebs- und Instandhaltungskosten – etwa für Personal, Reparaturen, Ersatzteile und Betriebsmittel, unterliegen großen Preissteigerungen. Aber auch Direktvermarktungskosten und mögliche Netzentgelte, wie sie gerade im AgNes-Prozess diskutiert werden, führen zu Mehrbelastungen der Anlagenbetreiber bzw. hätten unmittelbar Auswirkungen auf die Strompreise. Schließlich dürften diese Mehrkosten sich in höheren anzulegenden Werten widerspiegeln. Daher sollte ein klar definierter Korridor oberhalb des anzulegenden Wertes eingeführt werden, innerhalb dessen keine Abschöpfung erfolgt, um einen möglichen Puffer für steigende Kosten zu ermöglichen.

Ausstieg aus der Förderung und Abschöpfung (§20b)

Nach § 20b EEG soll Anlagenbetreibern einmalig die Option eröffnet werden, während der laufenden Förderdauer aus dem bestehenden Förderregime auszutreten und ihre Anlagen künftig eigenständig außerhalb des EEG zu vermarkten.

Wir begrüßen, dass Anlagenbetreibern künftig eine Option eröffnet wird, ihre Anlage ab einem gewissen Zeitpunkt marktlich zu betreiben. Zugleich ist es nachvollziehbar, dass der Gesetzgeber die Wechselmöglichkeit begrenzen möchte, um einen häufigen Wechsel zwischen Förderregime und Abschöpfung zu verhindern. Die vorgesehene Beschränkung auf die ersten zehn Kalenderjahre nach Inbetriebnahme erweist sich jedoch als zu unflexibel. Insbesondere mit Blick auf die Anschlussvermarktung als Post-EEG-Anlage kann ein späterer Ausstieg wirtschaftlich und systemisch sinnvoll sein.

Vor diesem Hintergrund empfehlen wir, die einmalige Wechseloption deutlich flexibler auszugestalten und stärker an der tatsächlichen Entwicklung des PPA-Marktes zu orientieren, auch um Anlagenbetreibern kurzfristig die Mitnahme von Opportunitäten zu ermöglichen. Im Gegenzug wird hierfür auch der Förderanspruch aufgegeben.

Um die Marktintegration erneuerbarer Energien zu stärken, schlagen wir eine ungeförderter Vermarktung des Stroms in den ersten fünf oder zehn Betriebsjahren für bezuschlagte Vorhaben vor. Nach Ablauf der fünf oder zehn Jahre sollte ein einmaliger Wechsel in den CfD zu den Konditionen des EEG-Zuschlags möglich sein. Diese zusätzliche Wechseloption wäre ein weiterer Beitrag zum Aufwuchs ungeförderter grüner PPAs im Strommarkt.

Eine weitere Alternative wäre die Wechselmöglichkeit in ein PPA nach Rückzahlung der erhaltenen Förderung verbunden mit der Möglichkeit des Zurückwechselns in die Förderung nach Ablauf der PPA-Zeit.

Die Einführung einer staatlichen Absicherung des Ausfallrisikos grüner PPA, wie es unter anderem der BDEW fordert, wäre aus unserer Sicht ebenfalls ein geeignetes Mittel, um den Abschluss von PPA anzureizen.

[Evaluierung bis 31.7.2029 \(§ 99a EEG\)](#)

§99a EEG sieht eine Evaluierung des CfD-Systems bis 31.7.2029 vor, insbesondere ob und in welchem Umfang Ansprüche nach § 19 Absatz 1 Nummer 1 und Zahlungspflichten nach § 20a Absatz 1 Marktpreissignale aus anderen Märkten als dem Spotmarkt, insbesondere aus den verschiedenen Intraday-Märkten, abschwächen könnten sowie ob und welche Effekte sich hieraus für das gesamtwirtschaftlich effiziente Funktionieren der Strommärkte einschließlich des europäischen Strombinnenmarkts ergeben könnten. Wir begrüßen dieses Vorgehen. Es lässt ausreichend Zeit, um die Branche über eine Weiterentwicklung des Investitionsrahmens zu konsultieren. Den in jüngerer Vergangenheit von Guidehouse zur Diskussion gestellten Vorschlag eines hybriden CfD begrüßen wir ausdrücklich. Aus unserer Sicht stellt diese Variante die aktuell Beste dar, da das Erlösrisiko bei Entfall der Förderung in negativen Stunden am besten adressiert und gleichzeitig marktdienliches Verhalten angereizt wird. Bei der Weiterentwicklung zu ergänzen wäre eine einmalige Wechselmöglichkeit (raus und wieder rein), um weiterhin PPA zu ermöglichen.

[Begrenzung von Entgelten zur Nutzung von Grundstücken zur Errichtung und zum Betrieb von Windenergieanlagen an Land \(§ 36d\)](#)

Die vorgeschlagene Begrenzung der Entgelte für die Nutzung von Grundstücken zur Errichtung und zum Betrieb von Windenergieanlagen an Land lehnen wir ab. Die Regelung stellt einen erheblichen Eingriff in die Vertragsfreiheit zwischen privaten Grundstückseigentümern bzw. sonstigen Nutzungsberechtigten und Anlagenbetreibern dar. Die Höhe von Pacht- und Nutzungsentgelten ist bislang Gegenstand privatrechtlicher Verhandlungen und bildet die jeweiligen Standortbedingungen, Flächenverfügbarkeiten, Projektrisiken sowie die individuelle Verhandlungsposition der Vertragsparteien ab. Eine gesetzliche Deckelung greift unmittelbar in diese privatautonomen Vereinbarungen ein und beschränkt die Möglichkeit der Marktteilnehmer, angemessene und standortgerechte Vergütungen frei auszuhandeln.

Zwar ist nachvollziehbar, dass überhöhte Pachtforderungen die Wirtschaftlichkeit von Windenergieprojekten beeinträchtigen können. Eine pauschale gesetzliche Begrenzung ist jedoch weder erforderlich noch praktikabel. Die Marktentwicklung der vergangenen Monate zeigt vielmehr, dass der zunehmende Wettbewerbsdruck in den Ausschreibungen bereits zu sinkenden Zuschlagswerten und in der Folge zu einer Neubewertung bestehender und künftiger Pachtstrukturen führt. Hohe Pachtzahlungen lassen sich unter den veränderten wirtschaftlichen Rahmenbedingungen nicht mehr darstellen. Projektierer sind daher bereits heute gezwungen, bestehende Verträge nachzuverhandeln und Neuabschlüsse zu deutlich niedrigeren Konditionen vorzunehmen. Das ursprünglich adressierte Problem wird damit marktlich gelöst. Ein zusätzlicher regulatorischer Eingriff erscheint vor diesem Hintergrund nicht gerechtfertigt.

Hinzu kommt, dass die vorgesehene Regelung erhebliche praktische Umsetzungsprobleme aufwirft. Windenergieprojekte beruhen regelmäßig auf einer Vielzahl unterschiedlicher Nutzungsverträge, etwa für Anlagenstandorte, Kranstellflächen, Zuwegungen, Kabeltrassen, Nebenanlagen und bauordnungsrechtliche Abstandsflächen. Diese Vertragsstrukturen sind komplex, projektindividuell und über lange Laufzeiten von 20 Jahren und mehr nur mit erheblichem Aufwand überprüfbar. Zudem können Eigentümerwechsel durch Verkauf oder Erbfolge die Nachvollziehbarkeit zusätzlich erschweren. Eine wirksame Kontrolle der Entgeltobergrenze würde daher einen erheblichen bürokratischen Aufwand verursachen. Es ist aus unserer Sicht nicht sinnvoll, diese sehr aufwändige Überprüfungsarbeit zusätzlich zu den schon jetzt bestehenden Aufgaben den Netzbetreibern zu übertragen. Besonders kritisch ist zudem, dass die Regelung nicht nur die unmittelbar für Windenergieanlagen genutzten Flächen erfassen soll, sondern auch Nebenanlagen sowie bauordnungsrechtliche Abstandsflächen. Dadurch wird der Anwendungsbereich erheblich ausgeweitet und die Komplexität der Regelung weiter erhöht. Für Anlagenbetreiber entsteht zusätzliche Rechtsunsicherheit, insbesondere hinsichtlich der Frage, welche Zahlungen im Einzelnen als begrenzungspflichtige Entgelte zu qualifizieren sind und wie diese über die Projektlaufzeit zu behandeln sind.

Gleichzeitig besteht ein hohes Risiko von Umgehungstatbeständen. Niedrigere Standortpachten könnten etwa durch erhöhte Entgelte für andere Nutzungsrechte oder sonstige vertragliche Vereinbarungen kompensiert werden. Auch könnten Zahlungen nach Ende der EEG Laufzeit in die Höhe schießen. Damit stünde der Gesetzgeber vor der Wahl zwischen einer sehr aufwendigen Kontroll- und Prüfstruktur oder einer Regelung, die in der Praxis kaum Wirkung entfaltet. Beides wäre nicht sachgerecht und stünde im Widerspruch zum Ziel des Bürokratieabbaus.

Die Entgeltbegrenzung birgt darüber hinaus das Risiko, die Flächenverfügbarkeit für Windenergieprojekte zu verringern. Wenn die wirtschaftlichen Vorteile für Grundstückseigentümer gesetzlich begrenzt werden, kann dies die Bereitschaft zur Bereitstellung geeigneter Flächen reduzieren. Gerade in Regionen mit hoher Flächenkonkurrenz drohen Marktverzerrungen und eine Erschwerung der Flächenakquise.

Insgesamt würde mit der Einführung einer Pachtpreisbegrenzung versucht, ein durch Wettbewerb und sinkende Zuschlagswerte bereits marktlich adressiertes Problem nachträglich regulatorisch zu lösen. Die vorgeschlagene Regelung wäre mit erheblichen Eingriffen in die Vertragsfreiheit, hoher Bürokratie, erheblicher Rechtsunsicherheit und einem nicht unerheblichen Risiko von Umgehungstatbeständen verbunden. Sie könnte die Flächenakquise erschweren, die Finanzierung von Projekten verteuern und den Ausbau der Windenergie an Land beeinträchtigen. Die Regelung sollte daher nicht weiterverfolgt werden.

Sofern politisch gleichwohl Handlungsbedarf gesehen wird, sollte sich eine etwaige Regelung allenfalls auf Ausschreibungen und Flächenvergaben der öffentlichen Hand beschränken. Gerade diese Verfahren haben in der Vergangenheit teilweise preistreibende Signalwirkungen entfaltet. Eine Begrenzung in diesem Bereich wäre zielgenauer, würde private Vertragsverhältnisse weniger stark berühren und könnte verfassungsrechtliche sowie praktische Risiken deutlich reduzieren.

Vorschlag zur Entbürokratisierung der Ausschreibungsrunden

Die Auswertungszeiträume der Bundesnetzagentur verlängern sich zunehmend. Dies ist nicht zuletzt auf den erheblichen bürokratischen Aufwand zurückzuführen, der mit der steigenden Zahl von Einzelanlagegeboten und deren Prüfung verbunden ist. Vor diesem Hintergrund schlagen wir eine Anpassung der Zuschlagsregelung bei gleicher Gebotshöhe für Wind an Land vor.

Derzeit erfolgt die Reihung der Gebote bei identischem Gebotswert nach der Gebotsleistung. Künftig sollte stattdessen die durchschnittliche Gebotsmenge je Anlage eines Windparks (Gesamtleistung in MW geteilt durch die Anlagenzahl) maßgeblich sein. Auf diese Weise entfällt der bisherige Anreiz, Projekte künstlich in Einzelanlagegebote aufzuspalten, um Wettbewerbsvorteile zu erzielen. Dies würde sowohl den administrativen Aufwand und die Kosten auf Seiten der Projektierer erheblich reduzieren als auch die Auswertung durch die Bundesnetzagentur beschleunigen, da weniger Einzelunterlagen zu prüfen wären. Gleichzeitig bleibt gewährleistet, dass kleinere Anlagen weiterhin eine vergleichsweise hohe Zuschlagswahrscheinlichkeit behalten.

Konkreter Regelungsvorschlag

Änderung von § 32 Abs. 1 Satz 3 Nr. 2 EEG:

„Sie sortiert die Gebote

1. ...
- 2.

a) bei Ausschreibungen für Windenergie an Land bei demselben Gebotswert nach der jeweiligen durchschnittlichen Gebotsmenge pro Anlage des Gebots in aufsteigender Reihenfolge, beginnend mit der niedrigsten durchschnittlichen Gebotsmenge je Anlage; wenn die Gebotswerte und die durchschnittliche Gebotsmenge je Anlage identisch sind, entscheidet das Los über die Reihenfolge, es sei denn, die Reihenfolge ist für die Zuschlagserteilung nicht maßgeblich.

b) bei allen anderen Ausschreibungen ... [bisherige Regelung]“

Änderungen zur finanziellen Beteiligung der Kommunen (§ 6 EEG)

Der EEG-Entwurf sieht eine Anpassung von § 6 Abs. 2 und 3 vor und stellt die kommunale Beteiligung künftig auf die tatsächlich erzeugte Strommenge ab. Bisher war grundsätzlich die tatsächlich eingespeiste Strommenge maßgeblich; bei Windenergieanlagen konnten zusätzlich fiktive Strommengen berücksichtigt werden. Diese sollen künftig entfallen. Gleichzeitig bleibt es den Parteien unbenommen, vertraglich eine geringere Bezugsmenge – etwa die tatsächlich eingespeiste Strommenge – zu vereinbaren.

Die Streichung der fiktiven Strommengen begrüßen wir ausdrücklich. Sie reduziert Komplexität, beseitigt Unsicherheiten bei der Erstattungsfähigkeit und erleichtert die Anwendung des § 6 EEG. In der Praxis haben fiktive Strommengen die Berechnung erheblich verkompliziert, ohne den Kommunen nennenswerte Mehrerlöse zu bringen. Ihr Wegfall ist daher ein sinnvoller Beitrag zum Bürokratieabbau.

Die im Referentenentwurf vorgesehene Ausweitung der beteiligungsfähigen Strommengen auf die „tatsächlich erzeugten Strommengen“ erachten wir als nicht sachgerecht. Sie würde im Vergleich zur geltenden Rechtslage zusätzliche Strommengen einbeziehen, die bislang nicht erfasst sind – insbesondere Eigenbedarfsverbräuche der Anlage, Leitungsverluste zwischen Anlage und Netzverknüpfungspunkt, dezentral vor dem Netzverknüpfungspunkt verbrauchte Strommengen sowie erzeugte, jedoch vor dem Netzverknüpfungspunkt in Speicher eingespeiste Energiemengen.

Diese Ausweitung wäre mit erheblichem administrativem und finanziellem Mehraufwand verbunden. Derzeit verfügen Windenergieanlagen in der Regel nicht über die hierfür erforderlichen und geeichten Messeinrichtungen. Die vorgeschlagene Regelung stünde somit im klaren Widerspruch zu den Zielen der Entlastung von Wirtschaft und Industrie, dem im Koalitionsvertrag verankerten Bürokratieabbau sowie der Beschleunigung von Verfahren.

Darüber hinaus würde die Regelung die politisch und gesellschaftlich gewünschte Direktbelieferung von Verbrauchern – insbesondere von Gewerbe- und Industriebetrieben – benachteiligen. Für entsprechende Eigenverbrauchsmengen besteht kein Erstattungsanspruch gemäß § 6 Absatz 5 EEG, wodurch diese Versorgungsmodelle strukturell schlechter gestellt würden.

Die Zahlungspflicht sollte weiterhin ausschließlich an tatsächlich in das Netz eingespeiste Strommengen anknüpfen; das Abstellen auf „tatsächlich erzeugte Strommengen“ ist zu streichen.

Im Lichte der Vielzahl an unterschiedlich ausgeprägten Beteiligungsgesetzen sprechen wir uns klar für eine bundeseinheitliche Regelung zur finanziellen Beteiligung von Kommunen aus (insbesondere im Kontext von § 22b EEG – Bürgerenergiegesellschaften), um einen fairen und einheitlichen bundesweiten Wettbewerbsrahmen sicherzustellen.

Vorschlag für eine Ergänzung in § 22b Bürgerenergiegesellschaften:

Absätze 1 – 5 unverändert

Absatz 6:

„Die Länder können weitergehende Bestimmungen zur Bürgerbeteiligung und zur Steigerung der Akzeptanz für den Bau von neuen Anlagen erlassen, wenn § 80a nicht beeinträchtigt ist. Der Wert der weitergehenden Bestimmung zur Bürgerbeteiligung darf höchstens 50% der in § 6 EEG festgelegten maximalen Zahlung an Gemeinden oder maximal 2.500 Euro pro Megawatt installierter Leistung betragen. Die weitergehende Bestimmung soll eine zusätzliche Zahlung an Gemeinden oder Bürgerinnen und Bürger im Umkreis von 2.500 m um die Windenergieanlagen entsprechend § 6 (2) EEG festlegen und kann auch ein gleichwertiges Beteiligungsangebot an betroffene Bürgerinnen und Bürger erlauben, sofern sich die Gemeinden und die Betreiber von Windenergieanlagen einvernehmlich auf ein alternatives Angebot einigen.“

Darüber hinaus kritisieren wir die Anhebung der kommunalen Beteiligungshöhe auf 0,3 ct/kWh der tatsächlich erzeugten Strommenge bei gleichzeitigem Beibehalt der erstattungsfähigen Summe bei 0,2 ct/kWh, welche jedoch auf die tatsächliche eingespeiste Strommenge abzielt. Zwar handelt es sich weiterhin um eine freiwillige Regelung. Die vorgeschlagene Änderung erschwert jedoch die Verhandlungen zwischen Anlagenbetreibern und Kommunen erheblich. Es ist zu erwarten, dass insbesondere Solarprojekte nicht wirtschaftlich in der Lage sein werden, eine Kommunalbeteiligung in Höhe von 0,3 ct/kWh zu leisten, wenn ihnen lediglich 0,2 ct/kWh durch die Netzbetreiber erstattet werden. Damit würde die Akzeptanz und praktische Umsetzung der Regelung erheblich beeinträchtigt. Die vorgeschlagene Änderung ist daher abzulehnen.

Änderungen in technischen Anforderungen (BNK)

§ 9 Absatz 8 EEG verpflichtet Betreiber von Windenergieanlagen (WEA), die nach dem 01.01.2025 in Betrieb genommen werden, zur gleichzeitigen Ausstattung mit Einrichtungen zur bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung (BNK). Diese Vorgabe ist jedoch aus rechtlichen und tatsächlichen Gründen regelmäßig nicht umsetzbar. Insbesondere können Installation, Probetrieb, Funktionsprüfung sowie standortbezogene Prüfungen der BNK systembedingt erst nach der Inbetriebnahme der Anlage erfolgen.

Um einen gesetzeskonformen und praktisch durchführbaren Ablauf zu gewährleisten und zugleich eine ungerechtfertigte Pönalisierung nach § 52 Absatz 1 Nr. 3 EEG zu vermeiden, ist eine Anpassung von § 9 Absatz 8 EEG erforderlich. Konkret sollte vorgesehen werden, dass innerhalb der ersten sechs Monate nach Inbetriebnahme keine Sanktionierung erfolgt.

In der Praxis orientiert sich die Ausstattung neuer WEA mit BNK weitgehend am Verfahren der Nachrüstung von Bestandsanlagen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass führende Hersteller die BNK-Systeme derzeit häufig nicht in ihre Lieferverträge integrieren. Betreiber sind daher gezwungen, separate Verträge mit Drittanbietern abzuschließen. Dies hat zur Folge, dass Installation und Funktionsprüfung der BNK in der Regel erst nach der Abnahme der WEA durch den Betreiber erfolgen können. Die Gründe hierfür sind insbesondere rechtlicher und haftungsrechtlicher Natur: Würden Dritte vor dem sogenannten Gefahrenübergang tätig oder Eingriffe in die Steuerungstechnik vornehmen, bestünde das Risiko, dass Hersteller Gewährleistungsansprüche einschränken oder ablehnen.

Der tatsächliche Projektablauf stellt sich regelmäßig wie folgt dar:

1. Errichtung der WEA
2. Inbetriebnahme sowie Probetrieb mit anschließender Abnahme
3. Installation der BNK – unverzüglich nach Inbetriebnahme oder, sofern vom Hersteller nicht zuvor akzeptiert, nach Abnahme
4. BNK-Probetrieb (ca. 10 Tage)
5. Flugbetriebliche Vorprüfung und erste standortbezogene Prüfung (SOP 1)
6. Weitere standortbezogene Prüfungen (SOP 2) und Nachweis der Anforderungen
7. Finale standortbezogene Prüfung
8. Anzeige bei der zuständigen BImSchG-Behörde und Mitteilung an die Landesluftfahrtbehörde
9. Aktivierung der BNK

Aufgrund dieser zwingenden Abläufe ist davon auszugehen, dass die formalen Anforderungen des EEG systematisch um mindestens zehn Wochen überschritten werden.

Die derzeitige gesetzliche Ausgestaltung wird den tatsächlichen Projektbedingungen nicht gerecht. Insbesondere basiert die Annahme einer gleichzeitigen Inbetriebnahme von WEA und BNK auf einem realitätsfernen Verständnis der Abläufe. Zudem greifen die in den FAQ des Bundesministeriums vorgenommenen Auslegungen zu kurz, da die Verzögerungen nicht primär technischer, sondern rechtlicher und haftungsbezogener Natur sind. Daher regen wir folgende Änderung an.

BNK – Regelungen in § 9 Absatz 8 EEG müssen für Neuanlagen (Inbetriebnahme ab Januar 2025) um eine pauschale Karenzfrist von sechs Monaten für die Ausstattung mit Systemen zur bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung ergänzt werden, um eine ordnungsgemäße Ausstattung ohne die Gefahr ungerechtfertigter Pönalen sicherzustellen

Die vorgeschlagene Einführung einer sechsmonatigen Übergangsfrist ohne Sanktionen stellt daher eine sachgerechte und verhältnismäßige Lösung dar. Sie erhöht die Planungssicherheit, stellt die Umsetzbarkeit der gesetzlichen Anforderungen sicher und schützt Betreiber vor ungerechtfertigten finanziellen Belastungen, ohne die grundsätzliche Zielsetzung der BNK-Verpflichtung zu beeinträchtigen

Vorschläge zur Anreizung von Geschäftsmodellen zu netzdienlicher Nutzung von EE-Strom vor dem Netzverknüpfungspunkt

Die systemdienlichen Nutzungsmöglichkeiten von Strom aus erneuerbaren Energien vor der Netzeinspeisung müssen deutlich vereinfacht und regulatorisch geöffnet werden. Derzeit scheitern zahlreiche innovative Geschäftsmodelle daran, dass der bestehende Rechtsrahmen nahezu ausschließlich auf die klassische Netzeinspeisung ausgerichtet ist. Für eine effizientere Nutzung von grünem Strom ist es daher erforderlich, auch vorgelagerte Verwendungsoptionen zu stärken und rechtssicher auszugestalten.

In besonderem Maße geeignet, um kurzfristig erhebliche Effizienzgewinne zu realisieren sind Onsite Power Purchase Agreements (PPA) sowie die regionale Direktbelieferung industrieller Verbraucher. Beide Ansätze tragen nicht nur zu einer besseren Integration erneuerbarer Energien bei, sondern entlasten zudem die Netze und erhöhen insgesamt die Systemeffizienz. Insbesondere durch eine stärkere Nutzung vor der Einspeisung können Transportbedarfe reduziert und Flexibilitätspotenziale gehoben werden.

Um grüne PPA zu stärken ist die Einführung einer staatlichen Absicherung des Ausfallrisikos grüner PPA, wie es unter anderem BWE und BDEW fordern, ein geeignetes Mittel, um den Abschluss von PPA anzureizen, da diese für den seltenen Fall des Ausfalls des PPA-Offtakers für entsprechende Sicherheit und Planbarkeit sorgen.

Direktbelieferung bezeichnet im Kontext des EEG die direkte physikalische Lieferung von Strom aus erneuerbaren Energieanlagen über eine Direktleitung an Verbrauchende, ohne

dass der Strom zunächst über das öffentliche Netz eingespeist wird und es sich um Eigenversorgung handelt. Der unbestimmte Rechtsbegriff der „unmittelbar räumlichen Nähe“ ist für eine Direktbelieferung hinderlich. Der Begriff taucht an unterschiedlichen Stellen im EEG auf und sollte gänzlich gestrichen werden. Zur Beschreibung einer Direktbelieferung sollte sachgerecht die Nutzung direkter Leitungen ohne Nutzung des öffentlichen Stromnetzes hinreichend sein.

Auch im Bereich der „Kundenanlagen“ ist eine rasche EU-rechtskonforme Lösung erforderlich.